

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 165/2018/AR/e – GGG/am

Osservazioni Utilitalia - DCO 683/2017/R/eel

APPLICAZIONE DELL'APPROCCIO TOTEX NEL SETTORE ELETTRICO.

**Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul
controllo complessivo della spesa**

Osservazioni generali

Il nuovo approccio regolatorio, proposto dall'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per il calcolo delle tariffe del settore elettrico è basato sul "controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli output attesi" (Approccio Totex).

L'approccio TOTEX rappresenta dunque un profondo cambiamento di paradigma della regolazione, introducendo modelli di regolazione incentivante basati su logiche di riconoscimento *ex ante* applicate alla spesa totale superando così l'attuale approccio ibrido caratterizzato dall'applicazione di un meccanismo di *price-cap* per il riconoscimento dei costi operativi (OPEX) e di criteri del tipo *Rate of return* per il riconoscimento dei costi di capitale (CAPEX).

L'ARERA, per l'applicazione dell'approccio TOTEX ed in particolare per l'individuazione e l'analisi delle aree tematiche così come per l'impostazione del piano strategico, si è ispirata al modello implementato da Ofgem per il Regno Unito, noto come RIIO.

Una prima applicazione in Italia del suddetto metodo, se pur semplificata e riguardante alcune specifiche tipologie di cespiti, è stata adottata per il riconoscimento delle spese di capitale del servizio di misura per i sistemi di *smart metering* 2G.

La scelta del modello regolatorio va valutata in relazione alla struttura industriale del settore regolato, al grado di urgenza di investimenti infrastrutturali, ai modelli di definizione ed applicazione delle tariffe (di rete) ed in generale al quadro regolatorio del settore in esame. Utilitalia evidenzia in tal senso profili di profonda diversità tra il contesto italiano, caratterizzato ad esempio da un Distributore dominante il cui ambito operativo è profondamente diverso da quello degli altri Operatori, e quello del Regno Unito. Questa semplice considerazione dimostra come di fatto la struttura dell'industria ha importanti ripercussioni sulla complessità dell'analisi da condursi per valutare quale sia il livello di costi riconosciuti da utilizzare quale *baseline* nell'ambito di un approccio di tipo TOTEX, e quindi è ragionevole ipotizzare che il compito del regolatore di stabilire un livello di costi efficienti richiederà un tempo pari se non maggiore a quello impiegato dai Regolatori usati come riferimento dalla stessa ARERA (Ofgem o Ofwat) in fase di prima applicazione, non coerente con le tempistiche individuate per l'avvio della regolazione TOTEX già dal NPR2 e che dovranno essere conseguentemente ricalibrate. Si osserva infatti che tali tempistiche (cfr punto 15.6) sembrerebbero incompatibili con il cronoprogramma di implementazione, se si considera che in questo momento il tempo t_0 , ossia la delibera di approvazione del piano TOTEX, non è imminente.

È altresì opportuno ricordare che gli orientamenti di ARERA, manifestati nel corso del presente processo consultivo, rappresentano il primo tentativo di introdurre un sistema di valutazione *ex ante* delle spese efficienti di capitale nella regolazione italiana per il settore della distribuzione elettrica e, parimenti, non viene esaustivamente presentato un quadro incentivante sufficientemente robusto e certamente non equivalente, in termini di potenziali effetti incentivanti, a quello di Ofgem in RIIO ED1.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 165/2018/AR/e – GGG/am

Qualsiasi giudizio di fattibilità circa l'evoluzione dei meccanismi regolatori in ottica TOTEX deve essere comunque subordinato ad accurate analisi di impatto ed al raggiungimento di condizionalità ampiamente condivise in fase consultiva.

Qualora le risultanze e le valutazioni di ARERA portassero a ritenere positivo per il sistema l'adozione di approcci di tipo TOTEX, Utilitalia non valuta positivamente un disallineamento delle tempistiche di implementazione illustrate nel DCO (già dalla seconda parte del corrente periodo regolatorio con estensione alle sole Imprese con più di 300.000 POD dal 6° PR) ovvero si chiede che la nuova disciplina trovi applicazione nella seconda parte del corrente periodo regolatorio al servizio di trasmissione e che l'estensione al mondo della distribuzione sia rinviata, eventualmente, a partire dal 6° PR.

È in ogni caso opportuno che ARERA chiarisca la metodologia tariffaria per i distributori che non saranno soggetti al regime TOTEX, permettendo un'adesione su base volontaria degli stessi allo stesso regime TOTEX, fermo restando che Utilitalia è contraria ad eventuali strumenti di regolazione transitori la cui definizione toglierebbe tempo e risorse più proficuamente destinabili ad un processo approfondito e condiviso di consultazione, raccolte dati, elaborazione ed analisi per valutare l'avvio di un regime TOTEX.

Stante queste premesse, giudichiamo comunque raggiungibili gli obiettivi declinati nel DCO (cfr. punto 2.4), soprattutto per quanto concerne la necessità di favorire uno sviluppo infrastrutturale e la diffusione di nuove tecnologie basate su un più ampio ricorso a soluzioni ICT coerentemente all'evoluzione del sistema elettrico nazionale, anche mediante la definizione di strumenti regolatori differenti da un approccio TOTEX.

La necessità di orientare le scelte delle Imprese verso la sperimentazione di soluzioni innovative di gestione delle reti, che consentano un contenimento della spesa e che rafforzino le capacità dei gestori di rete nell'esercizio della rete del futuro sistema elettrico, può essere infatti perseguita, ad esempio, tramite l'individuazione di meccanismi *output-based*, quali quelli atti a valorizzare gli sforzi delle Imprese in tema di resilienza del sistema elettrico, completando ed ampliando il perimetro della regolazione per la promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione di cui al TIQE (ancora largamente in attesa di definizione almeno per quanto concerne le colonne montanti e le sperimentazioni *smart cities*).

Le analisi delle precedenti esperienze regolatorie nel Regno Unito, anche in altri settori regolati, oltre alla citata esperienza recente riguardante il *roll-out* massivo dei contatori 2G, offrono in ogni caso notevoli spunti di riflessione.

Sia dal DCO che dallo studio Poyry allegato al documento per la consultazione, si evince come il mutamento di paradigma regolatorio richieda un'analisi approfondita delle aree tematiche per l'impostazione di un piano strategico organico per l'applicazione dell'approccio TOTEX. Tanto più è radicale il cambiamento e tanto più sono da monitorarne i costi di transizione connessi, che dovranno essere sostenuti sia dagli Operatori per l'adeguamento delle strutture e dei processi gestionali (pianificazione/controllo di gestione/regolatorio/relazioni esterne per contatto con gli stakeholder ed in tal senso, ad esempio, l'esperienza maturata dagli Operatori limitatamente al processo di adattamento delle Imprese per la definizione dei piani di *roll-out*

dei contatori 2G si sta rivelando piuttosto articolato e complesso) che dallo stesso Regolatore, il quale verosimilmente avrà necessità di un incremento di organico. Infatti, in considerazione della profondità di tale cambiamento regolatorio, la dimensione delle nuove esigenze operative e dei conseguenti costi – che in definitiva andranno posti in carico alla collettività – potrebbe non essere trascurabile (basti pensare ai soli costi, risorse, tempi connessi al coinvolgimento degli stakeholder nelle fasi di definizione di un *business plan* considerando l'unico caso di DSO ammesso al *fast track* in RIIO ED1).

A titolo meramente ricognitivo, si evidenzia che in Gran Bretagna Ofgem può contare su 970 risorse circa, di cui 400 dedicate esclusivamente ai temi di regolazione; tali numeri risultano di gran lunga distanti dalle disponibilità attuali di ARERA, ma l'ordine di grandezza è indicativo delle necessità del regolatore per assicurare una robusta capacità di gestire la regolazione a beneficio del sistema.

In quest'ottica i meccanismi di gradualità, strutturati a valle di processi consultivi approfonditi e dagli esiti condivisi, rivestono grande rilevanza per permettere alle Imprese ed al regolatore di affrontare congiuntamente ed efficacemente le sfide che si presenteranno, garantendo in primis lo sviluppo infrastrutturale in ottica di decarbonizzazione ed al contempo evitando effetti indesiderati sulla redditività degli Operatori regolati (ed in alcuni casi quotati).

Riteniamo comunque apprezzabile che ARERA abbia identificato nel DCO attività e tempistiche per lo sviluppo del piano TOTEX, rispetto alle quali andrebbe rafforzato il coinvolgimento degli Operatori nella fase di definizione dei criteri di regolazione, non solo mediante l'utilizzo dei consueti canali di consultazione ma anche attraverso veri e propri incontri tematici dei gruppi di lavoro (GdL).

Per quanto concerne gli strumenti di regolazione per gli ambiti tematici di approfondimento metodologico la struttura del DCO è articolata in 4 aree tematiche:

- *business plan*;
- *cost assessment*;
- incentivi;
- gestione delle incertezze e controllo dell'avanzamento.

Di seguito esponiamo alcune generali valutazioni prettamente riguardanti gli aspetti sinora consultati e, successivamente, ulteriori elementi di riflessione in risposta ai singoli spunti di consultazione.

Business plan

Uno degli aspetti caratterizzanti la metodologia TOTEX è la predisposizione ex ante da parte delle Imprese dei Business Plan (BP) e la loro discussione con il regolatore a valle della consultazione degli *stakeholder*.

Allo stato attuale, per i Piani di sviluppo predisposti dalle Imprese non è prevista una fase di interazione con il regolatore né sono definiti criteri condivisi affinché i Distributori possano stabilire e giustificare l'efficienza e l'efficacia degli interventi proposti nel piano.

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 165/2018/AR/e – GGG/am

Solo recentemente e solo per gli investimenti afferenti alla resilienza del sistema elettrica – vedi DCO 645/2017/R/eel – sono stati avanzati i primi orientamenti di un percorso di evoluzione dei BP da quanto ad oggi previsto ai Piani integrati di distribuzione, di cui i Piani per la resilienza rappresentano uno *step* intermedio a perimetro limitato.

Si tenga presente che una modifica della disciplina riguardante la predisposizione dei piani di sviluppo impatterebbe fortemente i piani già redatti dalle Imprese e resi pubblici (almeno per tutti gli aspetti di giustificazione esplicita dell'intervento e dei criteri di spesa) e pertanto appare necessario che, in analogia al modello britannico e prima dell'applicazione di un regime TOTEX, vengano definiti tempestivamente i criteri di merito delle valutazioni del regolatore riguardanti gli interventi da mettere in campo da parte delle Imprese distributrici. D'altra parte appare imprescindibile la necessità di riconoscere ai Distributori margini di discrezionalità e flessibilità nelle scelte di investimento e, da questo punto di vista, Utilitalia è contraria a qualsiasi forma di regolazione che preveda, in forma più o meno esplicita, *investment rules*.

Non si esclude in ogni caso che già ad oggi le scelte degli investimenti dei Distributori sottendano alle medesime logiche che hanno indotto ARERA a declinare le descrizioni che dovrebbero essere contenute nei BP di cui al punto 9.6 (ad es: obiettivi di miglioramento della qualità del servizio, della sicurezza della fornitura, soddisfazione dei clienti, efficienza energetica e innovazione nella gestione delle infrastrutture).

Menzione a parte meritano le condizioni per l'accesso al c.d. *fast track* secondo un principio di invarianza tariffaria, profondamente diverse rispetto al caso britannico in quanto fondato: sulla capacità di dimostrare attraverso gli output un'alta affidabilità e qualità del servizio, su valutazioni dell'efficienza complessiva dell'Impresa, sull'articolazione delle strategie per la mitigazione del rischio in differenti scenari futuribili, sulla coerenza con gli orientamenti del regolatore in merito all'efficienza dei finanziamenti e, non ultimo, sulla chiarezza del BP e dimostrata capacità di coinvolgimento degli stakeholder in un orizzonte di lungo termine che ecceda il periodo regolatorio.

Per tali motivi non riteniamo che le condizioni identificate in questa fase da ARERA per il *fast track* offrano incentivi sufficienti alla definizione di BP in funzione delle reali necessità degli *stakeholder* e per massimizzare i benefici per i consumatori.

Cost assessment

Il processo di maggiore rilievo nell'ambito del meccanismo TOTEX legato all'uso di menu regolatori è l'individuazione di livelli di costo efficienti.

L'identificazione della baseline (e dei costi passanti), rilevante ai fini dell'applicazione degli incentivi all'efficienza, è quindi elemento oggetto di grande attenzione da parte delle Imprese associate sia per quanto concerne gli strumenti che saranno messi in campo per le valutazioni da parte del regolatore, sia in ragione della struttura nazionale del settore della distribuzione elettrica (caratterizzato da un Operatore dominante che cuba circa l'85% dell'intero comparto).

E' assolutamente imprescindibile che il Regolatore tenga conto delle peculiarità territoriali ed eventualmente del grado dimensionale delle Imprese, fattori già oggetto di attenzione da parte

Osservazioni di Utilitalia - Prot. n. 165/2018/AR/e – GGG/am

di AEEGSI mediante i procedimenti di perequazione specifica aziendale che hanno consentito ai Distributori diversi dall'*incumbent* di valorizzare economicamente i fattori esogeni e le caratteristiche territoriali delle aree concessionarie.

Utilitalia in questo senso apprezza l'intenzione di ARERA di avviare una *data gap analysis* con la finalità di individuare le esigenze informative necessarie per lo sviluppo dell'approccio TOTEX e di supporto agli strumenti valutativi, superando parzialmente la lamentata asimmetria informativa tra Regolatore e regolati.

Incentivi

La parte di DCO dedicata ai modelli incentivanti, diversi da quelli strettamente afferenti alla matrice IQI e insiti nell'efficientamento del *procurement* – in Italia soggetto a regolamentazione molto stringente (Codice Appalti) – risulta complessivamente insufficiente per valutazioni accurate riguardo a uno dei temi cardine dell'approccio TOTEX, almeno sulla scorta di quella che è l'esperienza nel Regno Unito.

Fermo restando quanto già rappresentato in merito allo *stakeholder engagement*, gli orientamenti di ARERA di dare continuità al sistema attuale di incentivi limitatamente alla qualità del servizio e contemporaneamente i riferimenti agli incentivi *output based* ai cui al TIQE (alcuni di essi tutt'ora oggetto di definizione, cfr. OSS-2) e a generiche forme incentivanti a supporto dell'innovazione e della *customer satisfaction* prefigurano un quadro in cui la redditività delle Imprese è principalmente legata alle performance, in termini di efficienza, delle soluzioni di spesa e accuratezza previsionale, diversamente da quanto sperimentato nei sistemi regolati di altri paesi.

Un maggiore rischiosità derivante dal riconoscimento dei costi sulla base di quanto pianificato ex ante dalle Imprese dovrebbe contemplare un bilanciamento del potenziale *downside* di previsioni sbagliate attraverso un *upside* atteso derivante da efficienze conseguite ex post. Peraltro l'utilizzo di soluzioni innovative da parte dei Gestori di rete richiederebbe l'adozione da parte del regolatore di strumenti di monitoraggio ex post diversi dalla mera verifica puntuale degli investimenti effettuati.

Auspichiamo in quest'ottica che il Regolatore possa affinare i propri orientamenti nei prossimi DCO in tema, suggerendo, in particolare e come già precedentemente esposto, la definizione e/o il rafforzamento di meccanismi incentivanti nell'ottica di una regolazione orientata agli output. Inoltre, ARERA potrebbe valutare un ripensamento di alcuni aspetti della qualità del servizio (ad esempio nel senso di una regionalizzazione degli obiettivi di continuità) e trasformare eventualmente standard e obblighi in forme che consentano di catturare e valorizzare la qualità del servizio fornito ai propri utenti.

Una valutazione del bilanciamento del pacchetto degli incentivi in ottica di futura regolazione è quanto mai opportuna e si ricorda in proposito che Ofgem ha analizzato in modo trasparente i rendimenti potenziali per le Imprese derivanti dal quadro regolatorio *pre final decision*.

Gestione delle incertezze e controllo dell'avanzamento

Per quanto attiene ai meccanismi di gestione delle incertezze, ci attendiamo che nei futuri DCO il tema possa essere affrontato con un maggior livello di dettaglio che esuli dal mero riferimento al caso Regno Unito, in cui peraltro vi è stata nel tempo un'evoluzione dei meccanismi dipendentemente dagli obiettivi e dalle risultanze analizzate a valle dei periodi regolatori precedenti ED1.

Medesime considerazioni valgono limitatamente alla reportistica e al monitoraggio e controllo ex post, che potrebbero pesantemente influenzare i margini di flessibilità delle Imprese rispetto alle decisioni e consuntivazioni di spesa. Tali attività obbligatoriamente necessitano di ulteriori approfondimenti e dettagli che ci auguriamo possano essere forniti nei successivi momenti di consultazione.

Si suggerisce, a mero titolo di esempio e con riferimento a questa fase iniziale, che il Regolatore possa aprire il dibattito per la definizione di alcuni principi cardine, quali le aree di spesa a cui saranno applicati tali meccanismi, le modalità dei c.d. *reopener*, il ruolo di eventuali *mid-term review*.

Spunti di consultazione

S1. Osservazioni e considerazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio totex e in particolare sui riflessi per i consumatori.

Si rimanda interamente alla parte generale, con particolare riferimento a quanto riguarda lo stakeholder engagement nella realtà italiana, ribadendone comunque l'onerosità sia in termini gestionali che di impatto sulle tempistiche di definizione di un BP.

S2. Osservazioni relative ai contenuti, alla predisposizione e al processo di valutazione dei business plan?

Si rimanda alla parte generale.

S3. Osservazioni sull'orizzonte temporale dei business plan.

Si condivide in linea di massima l'orientamento di stabilire un orizzonte temporale del BP coerente con la durata del periodo regolatorio, ma appare comunque necessario garantire finestre di revisione/aggiornamento che tengano conto, ad esempio, dell'evoluzione del sistema elettrico, dello sviluppo di tecnologie innovative o da mutamenti del ruolo e delle responsabilità nel e per il mercato dei gestori di rete.

S4. Osservazioni rispetto a ipotesi di individuazione di percorsi preferenziali basati sulla qualità dei business plan oppure sugli impatti tariffari.

Si rimanda alla parte generale.

S5. Osservazioni rispetto alle modalità di coinvolgimento degli stakeholder nelle fasi di consultazione pubblica dei business plan e sulla valutazione della loro efficacia

Si rimanda alla parte generale.

S6. Osservazioni circa l'esigenza di adottare approcci specifici e differenziati per i servizi di trasmissione e distribuzione.

Rimandando alla parte generale, si condivide l'ipotesi di adottare approcci distinti per i servizi di trasmissione e distribuzione.

S7. Osservazioni sulle esigenze connesse all'integrazione delle banche dati oggi esistenti e agli impatti e relazioni con la predisposizione dei rendiconti annuali separati.

Ci riserviamo di rappresentare eventuali considerazioni allorché verrà avviata la fase di *data gap analysis* come da cronoprogramma AEEGSI di cui al capitolo 14 del DCO.

S8. Osservazioni rispetto all'identificazione delle fasi di sviluppo, agli obiettivi, agli strumenti, agli output e alle tempistiche orientative riferita a ciascuna di tali fasi.

Si auspica, come già espresso nella parte generale, l'ampliamento del coinvolgimento degli Operatori nella fase di definizione dei criteri di regolazione.

In ogni caso qualsiasi limitazione nel perimetro di applicazione della nuova disciplina non dovrebbe precludere il coinvolgimento delle Imprese e/o loro associazioni nei GdL durante le fasi di sviluppo del piano.

S9. Osservazioni rispetto alle ipotesi di un eventuale disallineamento nelle tempistiche di implementazione dell'approccio totex tra servizio di trasmissione e servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Si ribadisce – rispetto a quanto già rappresentato in risposta ai precedenti DCO in materia (cfr. punto 15.4) - l'opportunità che l'eventuale nuova disciplina venga applicata nella seconda parte del corrente periodo regolatorio al servizio di trasmissione e che l'estensione al mondo della distribuzione possa venire rinviata al 6° PR.

S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi per l'individuazione dell'ambito di applicazione in relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica in sede di prima applicazione, alle ipotesi di successiva estensione e alle relative tempistiche.

Come rappresentato nella parte generale, si evidenzia un'oggettiva incongruenza tra cronoprogramma proposto ed applicazione del regime TOTEX al 2020 per il servizio di distribuzione. In generale, siamo comunque favorevoli a criteri di gradualità di implementazione anche per il settore della distribuzione, pur tenendo conto che il 6° PR occorre a ridosso della scadenza delle concessioni di distribuzione ed il Regolatore dovrà tenerne adeguatamente conto (ad esempio in relazione al tema del *terminal value* e dei criteri che saranno adottati per la valorizzazione degli *asset*).

Parallelamente, come già rappresentato nella parte generale, è comunque necessario che AEEGSI illustri e ponga in consultazione quella che sarà la disciplina regolatoria per tutti i Distributori non soggetti al regime TOTEX, eventualmente non precludendo un'adesione su base volontaria allo stesso regime TOTEX.